



Smart Grids

Energiewende erfordert intelligente Elektrizitätsnetze

23. Mai 2011



Beschleunigte Integration erneuerbarer Energien in die Elektrizitätsversorgung setzt leistungsfähige Netzinfrastruktur voraus. Insofern verfolgt das im Herbst 2010 verabschiedete Energiekonzept der Bundesregierung den richtigen Ansatz. Während aber die Etablierung eines europäischen Super-netzes eine Eigendynamik entfalten dürfte, setzt der Markterfolg der Smart Grids stärkere politische Förderung – sei es durch direkte Investitionssubventionen oder auch durch rechtliche Gebote – voraus. Tatsächlich liegt das Einsparvolumen für den Privathaushalt oft wohl lediglich im niedrigen EUR-Bereich, was angesichts des notwendigen Aufwands den Bürgern eine hohe Begeisterung für das Thema abverlangt.

Mittels Smart Grid sollen bis 2020 global mehr als 1 Mrd. t CO₂e eingespart werden können. Angesichts der mit der dezentralen Erzeugung durch erneuerbare Energiequellen verbundenen Lastspitzen soll die neue Technik die Netzauslastung weiter verstetigen. Dies soll sowohl die Versorgungssicherheit künftig gewährleisten als auch dabei helfen, global bis 2020 mehr als 1 Mrd. t CO₂e einzusparen; dies entspricht für die nächsten 20 Jahre einer Kostenreduzierung in den USA von USD 2,5 Mrd. sowie in Europa von EUR 7,5 Mrd. p.a.

Globales Marktvolumen für Smart Grid liegt bei EUR 100 Mrd. in der Zeit von 2010 bis 2014. In Europa sind laut EU-Energie-Kommissar etwa 45.000 km Stromleitungen zu modernisieren bzw. neu zu verlegen. Das sich ableitende Investitionsvolumen dürfte sich für Verteilernetze auf insgesamt EUR 400 Mrd. summieren; inklusive Übertragungs- und Supernetz sogar auf EUR 600 Mrd. Die erforderlichen Investitionen sind enorm.

Verzahnung von Energienetz und Datennetz erhöht die Komplexität des althergebrachten Geschäftsmodells erheblich. Um mit solchen Datenvolumen sinnvoll umzugehen, müssen die Energieversorger sowohl Infrastruktur als auch Geschäftsmodelle grundlegend umgestalten. Hier eröffnen sich neue Wettbewerbsbeziehungen und Kooperationsmöglichkeiten zwischen ehemals getrennten Branchen – insbesondere Elektrizitätsversorgung, Kommunikation aber auch Mineralöl (insbesondere über Elektromobilität).

Menge der anfallenden personenbezogenen Daten wird exorbitant zunehmen. Angesichts der dezentralen Struktur der künftigen Energieversorgung und der großen Zahl der Akteure braucht es die passende Technologie, um Architektur und Organisation, Sicherheit und Vertraulichkeit der personenbezogenen Daten zu gewährleisten. Dies gilt insbesondere, da diese Daten einiges über die individuellen Lebensgewohnheiten verraten. Die Frage nach der Wahrung der Privatsphäre wird somit für die Kundenakzeptanz intelligenter Stromzähler und moderner Versorgungsnetze zu einem Schlüsselkriterium.

www.
dbresearch.de

Autoren

Josef Auer
+49 69 910-31878
josef.auer@db.com

Stefan Heng
+49 69 910-31774
stefan.heng@db.com

Editor

Antje Stobbe

Publikationsassistentz

Sabine Kaiser

Deutsche Bank Research
Frankfurt am Main
Germany

Internet: www.dbresearch.com

E-Mail: marketing.dbr@db.com

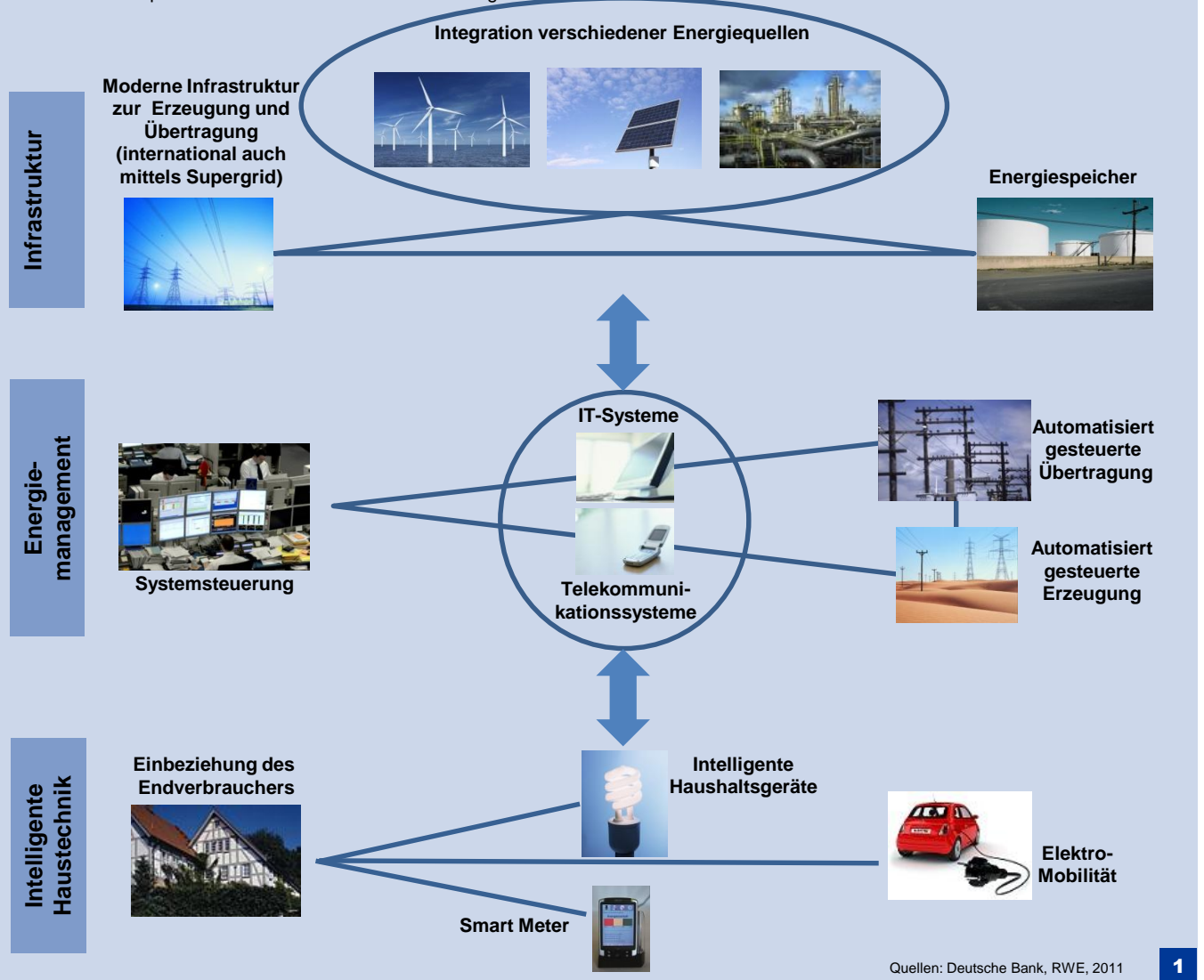
Fax: +49 69 910-31877

DB Research Management

Thomas Mayer

Informations- und Kommunikationstechnologie legt Grundstein für Smart Grid

Stilisierte Teilaspekte bei Smart Grid und Smart Metering



Quellen: Deutsche Bank, RWE, 2011

1

Globale Herausforderungen erfordern grenzüberschreitende Lösungen

Beschleunigter Netzausbau in Europa bringt mehr Rationalität in die europäische Elektrizitätsversorgung

Die großen Herausforderungen der Energiepolitik sind global. Dazu zählen die zunehmenden Klimagefahren, die wieder steigenden Energiepreise sowie die europaweit wachsende Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern, vor allem Erdöl. Die einzelstaatlichen Politiken waren in den letzten 60 Jahren untauglich, in Europa wirkliche Fortschritte auf diesen energiepolitischen Feldern zu erzielen. Als Bremsklötze erwiesen sich einzelstaatliches Denken und starke Beharrungstendenzen.

Will Europa künftig Vorreiter für eine moderne Energie- und Umweltpolitik sein, sind wichtige Infrastrukturprojekte nicht zuletzt in der Elektrizitätswirtschaft voranzutreiben. Sollte Ende der 1990er Jahre noch die EU-weite Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte „nur“ ersten Wettbewerb in die leitungsgebundene Energiewirtschaft bringen, so sind die Ziele und Herausforderungen heute umfassender und komplexer.

Fortschritte auf allen Netzebenen nötig

Letztlich geht es um die europaweite Optimierung von Stromerzeugung und -verbrauch. Auf der Ebene der Elektrizitätsnetze hat die

ses Optimierungsziel zwei Dimensionen: Eine *Conditio sine qua non* für eine grenzüberschreitende Optimierung ist erstens der Auf- und Ausbau eines wahrlich europäischen Supernetzes für den Ferntransport von Elektrizität. Zweitens kommt auf der Verteilerebene, sozusagen auf der lokalen Mikroebene, die zeitgleiche Verfügbarkeit der Smart Grids hinzu.

Energiekonzept der Bundesregierung geht in richtige Richtung

Das deutsche Energiekonzept aus dem Herbst 2010 ist insofern zu begrüßen, da es beiden Dimensionen Rechnung trägt. Überdies akzentuiert es die Tatsache, dass die stärkere Integration erneuerbarer Energien ohne eine leistungsfähige Netzinfrastruktur kaum möglich ist. Ein beschleunigter Netzausbau würde maßgeblich dazu beitragen, dass künftig mehr Rationalität und Effizienz in der europäischen Elektrizitätsversorgung möglich würden:

Aufbau des Nordsee-Offshore-Netz für Windenergie hat viele Vorzüge

— Dank neuer leistungsfähiger Transportnetze können künftig vermehrt neue Windkapazitäten vor allem im Norden Europas aufgestellt werden, insbesondere im Nord-, aber auch im Ostseeraum. Erstens helfen die fortschrittlichen Netzverbindungen, die regional unterschiedlichen Windernten der diversen nördlichen Windparks auszugleichen und damit zu verstetigen. Zweitens ermöglichen die modernen Netze die intelligente Integration weiterer grüner Technologien wie Gezeiten- und Wasserkraftwerke. Drittens können Überschussstrommengen via (auch ausländischer, z.B. norwegischer) Pumpspeicher bzw. anderer innovativer Speichertechnologien (z.B. Druckluft, Wasserstoff, Elektroautobatterien) besser bewirtschaftet werden. Diese Ziele werden mittels der Nordsee-Offshore-Netz-Initiative verfolgt, die Ende 2010 in ein Memorandum of Understanding (MoU) mündete. Diese europäische Initiative gilt in der Energiewirtschaft (u.a. seitens des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW) schon heute als gelungenes Beispiel dafür, wie der dringend notwendige Ausbau der europäischen Stromnetze länderübergreifend vorangebracht werden kann. Die Initiative ermöglicht die erforderliche, weitere System- und Marktintegration der regenerativen Energien in die europäischen Elektrizitätsversorgungsstrukturen. Die Investitionskosten für die Realisierung des Nordseeprojekts allein belaufen sich schätzungsweise auf insgesamt etwa EUR 30 Mrd. in 10 Jahren.

Ein gutes Beispiel für Fortschritte in der europäischen Netzinfrastruktur

— Aus europäischer Perspektive birgt die Nordsee-Offshore-Initiative den Vorteil, dass sie die Realisierung der vielen geplanten Windkraftprojekte in der Nordsee ermöglicht. In der Summe machen diese Projekte längst mehr als 100 Gigawatt (GW) aus. Diese zusätzlichen 100 GW Offshore-Kapazitäten entsprechen (und ersparen damit den Neubau von) immerhin 100 Kohlekraftwerken mit einer Kapazität von je 1.000 Megawatt.

Deutschland ist ein Hauptprofiteur

— Gerade für Deutschland, das große Offshore-Ausbaupläne hegt, hat die Nordsee-Offshore-Initiative sehr große Bedeutung. Freilich muss das europäische Supernetz für Gleichstrom auch die anderen Teile Europas integrieren. Deshalb sind leistungsfähige Gleichstrom-Autobahnen auch von Nordeuropa aus in die Verbrauchszentren Mittel- und Südeuropas zu verlegen. Denn erst die noch zu bauenden Stromautobahnen erlauben den Ferntransport der Elektrizität von Nord nach Süd und verhindern damit, dass an windstarken Tagen Überschussstrom ungenutzt bleibt.

Mehr Rationalität im europäischen Kraftwerkspark möglich

— Die Verfügbarkeit über leistungsfähige Netze hätte den Vorteil, dass die Photovoltaik (PV) oder andere sonnenabhängige Technologien (z.B. Stromerzeugung mittels Solarthermie) verstärkt im



Ungenutzte Wasserkraftpotenziale in Europa können erschlossen werden

Stromautobahnen auch für konventionell erzeugten Strom planen

Mittelmeerraum aufgestellt würden, wo die Sonne intensiver scheint als im derzeitigen PV-Förderparadies Deutschland und damit merklich mehr Energieausbeute ermöglichen. Dieser Ansatz geht weit über die populäre Wüstenstrom-Initiative Desertec hinaus, deren Kalkül freilich auch auf der Verfügbarkeit leistungsfähiger und verlustarmer Gleichstromleitungen basiert.

- Darüber hinaus könnten dank des modernisierten Stromnetzes die bis dato in Europa noch immer brach liegenden fast zwei Fünftel des wirtschaftlich nutzbaren Wasserkraftpotenzials (z.B. in den potenzialstarken Ländern der Alpenregion, Skandinaviens und Südosteuropas) endlich erschlossen und für die europäische Stromversorgung genutzt werden. Im Unterschied dazu wird Strom aus Biomasse wohl auch künftig, wie bisher, vor allem im ländlichen Raum erzeugt und ins Stromnetz eingespeist.
- Die künftigen europäischen Stromautobahnen sind so leistungsfähig zu dimensionieren, dass sie auch die Elektrizität aus den mittels fossiler Energiequellen befeuerten (am besten CO₂-freien) Kraftwerken oder den Kernkraftwerken transportieren können. Aus europäischer Perspektive ist nämlich kaum vorstellbar, dass die speziellen Befindlichkeiten einzelner Länder (z.B. Deutschland mit dem avisierten Kernenergieausstieg) autonome Investitionsentscheidungen über den Energiemix in anderen europäischen Ländern verhindern. Ein wahrlich europäisches Supernetz würde es nicht zuletzt auch erlauben, große Strommengen aus der Ukraine, wo die Kapazitätsauslastung im Kraftwerkspark noch immer relativ gering ist, für die EU nutzbar zu machen.

Elemente für den Erfolg von Smart Grid und Smart Metering

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

- On-demand Auslesung
- Frei programmierbare Intervalle
- Demand Response
- Bidirektional

Smart Metering

- Effizient
- Flächendeckend
- Echtzeit
- Flexibel
- Offene Schnittstellen
- Plug-and-Play
- Update fähig
- Benutzerfreundlich

Smart Grid

- Demand Side-Management
- Energie Management Dienste
- Last Management
- TCP/IP Standard
- Elektromobilität
- Dezentrale Erzeugung
- Überwachung
- Asset Management

Quelle: Power Plus Communications AG, 2010

2

Wettbewerb in Europa mit neuen Impulsen

Smart Grid und Supergrid gleichzeitig aufbauen

Der Aufbau des gesamteuropäischen Supernetzes, das den Nordseering, Desertec sowie die geplanten kontinentaleuropäischen Gleichstromleitungen umfasst, würde zwar Investitionen von mehr als EUR 100 Mrd. erfordern. Die Vorteile für Europa, nicht zuletzt auch für Deutschland, das aufgrund seiner ambitionierten energiepolitischen Neuausrichtung künftig wohl verstärkt auf Stromimporte aus Drittländern angewiesen sein wird, und die Investoren wären

Exkurs: Ausgewählte Stromnetzarten

Traditionell speisen zentrale Großkraftwerke in Höchst- und Hochspannungsnetze ein. Die Elektrizität fließt sodann über die Verteilernetze (Nieder-, Mittel-, Hochspannung) zu den Stromkunden. Mithin wird der Strom von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen transportiert. Das Übertragungsnetz (Hoch- und Höchstspannung) balanciert Stromangebot und -nachfrage aus.

In der neuen Welt der vielen erneuerbaren Stromquellen wird die Elektrizität immer öfter dezentral erzeugt und in die Verteilernetze eingespeist. Dies kann zu einer Änderung des traditionellen Energieflusses führen; im Extrem sogar zu einer (temporären) Umkehr.

Die Energiezukunft mit Solarfeldern im Norden Afrikas, Offshore-Windparks in Nordeuropa sowie Wasserkraftwerken und Pumpspeicher in Skandinavien erfordert verlustarme Stromkabel, sogenannte Hochspannungs-Gleichstromleitungen. Diese bilden das noch zu bauende europäische Supernetz, das den Ferntransport von Elektrizität von den neuen zentralen Erzeugungsquellen zu den Verbrauchszentren erst kostengünstig ermöglicht. Zur Veranschaulichung wird auch von Stromautobahnen gesprochen.

Neue Technik soll Versorgungssicherheit erhöhen

Smart Grid trifft auf Zustimmung

aber unter dem Strich enorm. Der Aufbau einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur in ganz Europa würde überdies endlich die infrastrukturellen Voraussetzungen für einen wirklich funktionsfähigen europäischen Elektrizitäts-Binnenmarkt schaffen. Der dadurch ermöglichte verschärfte grenzüberschreitende Wettbewerb auf dem europäischen Strommarkt könnte den seit einigen Jahren zu beobachtenden Preisauftrieb zügeln. Dies wiederum käme allen Stromkunden zugute, der Industrie, dem Mittelstand und den vielen Privathaushalten.

Aus energie- und umweltpolitischer Perspektive ist deshalb der kombinierte Aufbau von Smart- und Supergrid unbedingt voranzutreiben. Der technische Fortschritt in der Netztechnik sowie der Informations- und Kommunikationstechnik bietet neue Chancen zur Modernisierung der Stromerzeugungs-, Elektrizitätsverteilungs- und Verbrauchsstrukturen in ganz Europa.

Da nicht nur die großen Netzgesellschaften ein Interesse am Ferntransport großer Elektrizitätsmengen haben, dürfte der Bau des europäischen Supernetzes eine Eigendynamik entfalten. Dagegen setzt ein rascher Markterfolg der Smart Grids stärkere politische Anreize voraus. Sollte die Politik die Rahmenbedingungen für die privaten Haushalte allerdings so verbessern wie sie es mittels der EEG-Förderung für grünen Strom getan hat, dann würde dies sicherlich auch die Nachfrage der Privathaushalte nach intelligenten Netzlösungen beflügeln. Nichtsdestotrotz bleibt die Aktualisierung unserer Stromnetze eine äußerst komplexe Aufgabe; zumal eine energetische und kostenmäßige Optimierung auch die angestammten Nutzungsgewohnheiten in den Privathaushalten tangieren – von den Zeiten für das Waschen bis hin zu denen fürs Kochen.

Smart Grid vielversprechend

Smart Grid steht für eine auf moderne Informations- und Kommunikationstechnologien aufbauende Energieversorgung. Siemens beziffert das globale Marktvolumen für Smart Grid allein für den Zeitraum 2010 bis 2014 auf EUR 100 Mrd.¹ Angesichts der mit der dezentralen Erzeugung durch erneuerbare Energiequellen verbundenen Lastspitzen (z.B. liefern bei starker Sonneneinstrahlung gleichzeitig viele Kollektoren) soll die neue Technik die Netzauslastung weiter verstetigen. Dies soll sowohl die Versorgungssicherheit künftig gewährleisten als auch dabei helfen, global bis 2020 mehr als 1 Mrd. t CO₂e (CO₂-Äquivalent: Maß der Treibhauswirkung von Emissionen, normiert auf CO₂)² einzusparen. Nach Angaben von Siemens entspricht dies auf die nächsten 20 Jahre einer jährlichen Kostenreduzierung in den USA von USD 2,5 Mrd. sowie in Europa von EUR 7,5 Mrd.

Während die einseitige Steuerung der Netzinfrastruktur seit langem funktioniert, muss die intelligente Steuerung von Verbrauch und Erzeugung erst noch aufgebaut werden. Dies ist mit beachtlichen Investitionen verbunden. Gleichwohl ist Smart Grid ein Thema, das bei Politikern und Bürgern grundsätzlich auf breite Zustimmung trifft; zumindest solange noch keine konkreten Netzausbaupläne und Kosten zur Disposition stehen. Entsprechend gestehen viele Länder dem Umbau der Elektrizitätsnetze hohe Priorität zu. Möglichst bald schon soll Strom weltweit durch intelligente Energienetze fließen.

¹ Siemens (April 2011). Factsheet Smart Grid, Hannover Messe.

² ebenda.



Weg vom alten Modell der zentralen kontinuierlichen Einspeisung

Intelligenz gefragt

Das althergebrachte Elektrizitätsnetz ist abgestimmt auf die traditionelle Versorgungssituation, in der Energie an wenigen Punkten recht kontinuierlich eingespeist und die relativ wenigen, vorhersehbaren Angebotsspitzen im Netz Großteils über die Steuerung des Verbrauchs bei den Großkunden abgefangen wird.

Aktuell wandelt sich diese Versorgungssituation allerdings rapide. Immer mehr Privathaushalte speisen als dezentrale Kleinerzeuger, noch ohne die Möglichkeit einer zentralen Steuerung, Energie ins Netz ein. So gewinnen neben der Brennstoffzellen-Heizung und dem Mini-Blockheizkraftwerk auch die Windkraft und Solarenergie im Energiemanagement an Bedeutung.

Etliche Gesetze, Verordnungen und Programme sollen zum Ziel führen

Zahlreiche rechtliche Vorgaben treiben Smart Grid und Smart Metering

Der politische Wille, die Energiezulieferung intelligenter zu gestalten und darüber auch alternative Energiequellen verstärkt zu nutzen, spiegelt sich in etlichen Gesetzen, Verordnungen und Programmen wider. In Deutschland zählen dazu das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), das Energieeffizienzgesetz (EnEfG), das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), die Messzugangsverordnung (MessZV), das Förderprogramm e-Energy, der nationale Entwicklungsplan Elektromobilität sowie die EU-Richtlinie über erneuerbare Energien:

Energiewirtschaftsgesetz

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom Oktober 2008 formuliert u.a. die Pflicht, dass bei Neubau und größeren Renovierungsarbeiten in Wohnhäusern nun Stromzähler einzubauen sind, die dem Endverbraucher den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit transparent machen.

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das EEG regelt die Vergütung und Abnahme von regenerativ gewonnener Elektrizität durch die Versorgungsunternehmen bzw. Stromnetzbetreiber. Das Gesetz, das weltweit von fast 50 Ländern nachgeahmt wird, strebt die Expansion der erneuerbaren Energien in der Elektrizitätserzeugung entsprechend den energie- und umweltpolitischen Zielen Deutschlands und der EU an.

Energieeffizienzgesetz

Ziel des Energieeffizienzgesetzes (EnEfG) ist es, den Energieverbrauch verglichen zur Periode 2001 bis 2005 in Deutschland um insgesamt 9% zu senken. Dazu soll sich bis 2020 die Energieproduktivität im Vergleich zu 1990 verdoppeln.

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) vom August 2008 verlangt, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch für Wärme bis 2020 auf 14% steigt (2010: 9,8%).

Messzugangsverordnung

Die Messzugangsverordnung (MessZV) vom Oktober 2008 legt moderne Rahmenbedingungen für die Messungen von Strom und Gasverbrauch fest und geht dabei auf die Forderung der EU ein, wonach bis 2020 80% der Haushalte mit Smart Metern ausgerüstet sein sollen.

Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität

Der nationale Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung aus dem August 2009 will speziell die Entwicklung von Elektrofahrzeugen voranzubringen.

Förderprogramm E-Energy

In ihrem 2008 gestarteten Förderprogramm E-Energy stellt die Bundesregierung bis 2012 EUR 140 Mio. für Leuchtturmprojekte in sechs Modellregionen (z.B. „Regenerative Modellregion Harz“, „Modellstadt Mannheim“) zur Verfügung.

Versorgungssituation und Preise volatil

So ist die Energieversorgung mit immer mehr Volatilität verbunden, was sich hinsichtlich der geringen Möglichkeit, temporär überschüssige Energiespitzen für Nachfrageüberhänge zu speichern, auch im Energiepreis ausdrückt. Beispielsweise generieren in Deutschland die im Norden konzentrierten Windräder große Energiemengen. Diese oft regional ausgeprägten Angebotsspitzen sind über das

Intelligentes Energiemanagement gefordert

deutsche Hochspannungsnetz heute bereits nur noch schwer zu handhaben.

Angesichts dieser Entwicklung im Elektrizitätserzeugungsmix wird in vielen Ländern der Ruf nach einem schnellen Umstieg auf ein intelligentes Energiemanagement unüberhörbar. Da ein solches Energiemanagement auf moderner Informations- und Kommunikationstechnik basiert, ist die wachsende Verfügbarkeit leistungsfähiger und preisgünstiger IT-Hardware mit schneller Datenübertragung eine wichtige Stütze dieser Innovationsbestrebungen.

Geschäftserfolg gründet auf funktionierender Technik

Die EU-Richtlinie über erneuerbare Energien aus dem Dezember 2008 verlangt bis 2020 einen Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch von 20% (2008: 10,3%), das deutsche Energiewirtschaftsgesetz zielt auf einen Anteil der Regenerativen von 30% im Strommix ab. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung soll dieser Anteil 2050 sogar 80% erreichen.

Stromnetz baut auf moderne Technologie

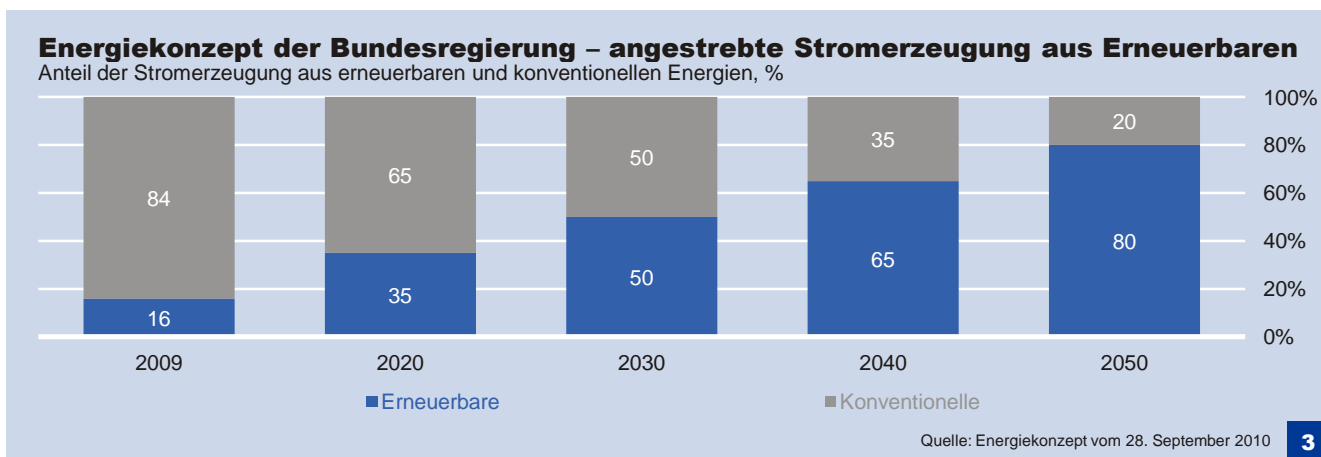
Nach dem Energiekonzept 2050 der Bundesregierung spielt die Netzinfrastruktur eine Schlüsselrolle für die Erreichung ihrer ambitionierten Energieziele. Auf der einen Seite soll der Ausbau der „Stromautobahnen“ eine bessere Integration in den europäischen Verbund ermöglichen. Auf der anderen Seite soll der Aufbau intelligenter Stromnetze, welche auf moderner Informations- und Kommunikationstechnologie gründen, künftig ein nachfrageseitiges Lastmanagement ermöglichen, bei dem sich die Stromnachfrage stärker an das Elektrizitätsangebot anpasst. Dank der verbesserten Infrastruktur können, so die Erwartung, die zunehmenden Schwankungen bei Energieerzeugung und -verbrauch ökonomisch sinnvoll miteinander in Einklang kommen.

Zentralistische Architektur dezentralisieren

Dieser Umbau der Energienetze ist kompliziert. Schließlich geht es darum, eine über viele Jahrzehnte zentralistisch geplante Architektur gleichzeitig zu modernisieren und zu dezentralisieren. Allein für die deutschen Stromverteilernetze sollten hier Investitionen von EUR 25 Mrd. bis 2030 anfallen.

Technische Standardisierung gefragt

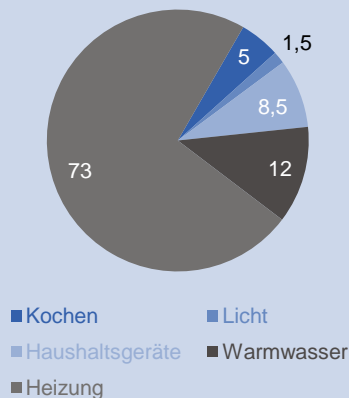
Über diese Herausforderungen hinaus weisen die Erfahrungen erster Pilotprojekte auf Erfolgsbarrieren hin, die auf eine unzureichende technische Standardisierung zurückgehen. Auf der technischen Seite muss es deshalb auch darum gehen, herstellerunabhängige nicht-proprietäre Kommunikationsstandards zu etablieren, die mit den unterschiedlichen baulichen und geografischen Anforderungen vor Ort zusammengehen. So befasst sich in den USA das National Institute of Standards (NIST) mit der Standardisierung. Dabei benennt das NIST 150 Bereiche bei denen die technische Standardisierung von Schnittstellen notwendig wäre, damit der effiziente In-





Haushaltsgeräte nur mit kleinem Anteil

Aufteilung des Energieverbrauchs eines durchschnittlichen deutschen Haushalts, %

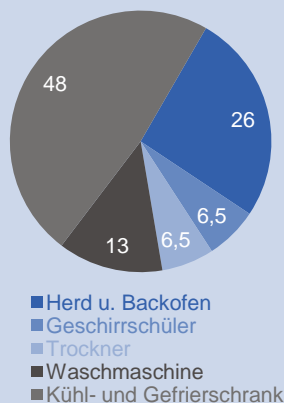


Quelle: Siemens, 2011

4

Löwenanteil beim Kühlen

Aufteilung des Stromverbrauchs eines durchschnittlichen deutschen Haushalts, %



Quelle: Siemens, 2011

5

Exkurs: Smart Meter messen, steuern, verdeutlichen

Smart Meter sind intelligente Energiezähler, deren Funktionalität sowohl die Messung als auch die Steuerung des Energieverbrauchs der einzelnen Verbraucher in Privathaushalten umfasst. Hierzu sammelt ein Konzentrador als Multi-Utility-Communication-Controller die Verbrauchsdaten und gewährleistet den Austausch zwischen Versorger und Verbraucher über die bi-direktionale Kommunikationsinfrastruktur (z.B. DSL, Inhouse-Powerline).

formationsaustausch zwischen den Systemkomponenten in den Smart Grids gewährleistet ist.

Smart Meter als Basis von Smart Grid

Um in der Gesamtwirtschaft die Potenziale von Smart Grid zu heben, sollten auch die Privathaushalte als Kleinverbraucher mit bi-direktional kommunikationsfähigen Stromzählern (Smart Meter) ausgerüstet sein (s. Grafik). Diese Smart Meter messen den aktuellen Verbrauch, leiten die Information an den Energieversorger weiter und visualisieren (z.B. über Monitore im Wohnbereich) diese dann zusammen mit den aktuellen Preisen für den Endverbraucher. Die Endverbraucher können dann entweder über die Steuerintelligenz in ihren Geräten selbst oder in einer Übergangsphase zunächst vorwiegend über intelligente Steckdosen ihren Verbrauch in Zeiten mit günstigeren Stromtarifen verschieben und daneben auch übergroße Stromfresser identifizieren und gegebenenfalls eliminieren.

Exkurs: Ausgesuchte Menge von Geräten mit Steuerungspotenzial

Hinsichtlich einer Steuerung nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten sind in den Privathaushalten grundsätzlich nur die folgenden 4 Geräteklassen relevant:

- Zeitlich variabel einsetzbare Geräte: Geräte, die nach ihrer Initialisierung die ihnen zugedachte Dienstleistung vollautomatisch erfüllen und dabei nicht auf einen eng definierten Termin festgelegt sind, zu dem die Leistung erfüllt sein muss; z.B. die Spül- oder Waschmaschine.
- Geräte mit Primärnutzen-Speicher: Geräte, die die ihnen zugedachte Dienstleistung auch vorausschauend speichern können; z.B. Kühl- oder Gefrierschränke und Klimaanlage (hinsichtlich der zu liefernden Kälte), Warmwasserboiler oder die Speicherheizung (hinsichtlich der zu liefernden Wärme) und Druckluftpumpen (hinsichtlich der zu liefernden Druckluft).
- Akkumulatoren in technischen Geräten, insbesondere Elektrofahrzeuge, deren nächster Einsatz nicht unmittelbar bevorsteht und die daher verzögert aufgeladen werden können; z.B. das Elektrofahrzeug.
- Kleinerzeuger mit Primärnutzen-Speicher für das energetische Kuppelprodukt; z.B. Brennstoffzellen oder Mini-Blockheizkraftwerk, bei denen neben der Elektrizität auch Wärme erzeugt wird, die gespeichert wird.

Einschränkend bleibt festzuhalten, dass selbst bei diesen 4 Geräteklassen, bei denen die Steuerung nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten überhaupt sinnvoll sein kann, der Spielraum für die Verschiebung üblicherweise nicht über mehrere Stunden hinaus reicht. Somit ist selbst in dieser eng definierten Klasse von Geräten der Flexibilitätsgrad einer energiewirtschaftlich sinnvollen Steuerung deutlich eingeschränkt. Siemens schätzt den über Haushaltsgeräte überhaupt variablen Anteil auf lediglich 8,5% des Energieverbrauchs des typischen deutschen Privathaushalts (s. Grafiken).

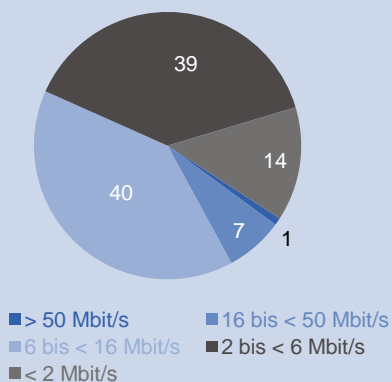
Länder beim Smart Meter unterschiedlich weit

Im Wissen um den prinzipiellen Zusammenhang zwischen Smart Meter und Smart Grid (s. Abbildung 2, S.5) hat nun in Deutschland per Gesetz und Verordnung das Ende des althergebrachten Zählers begonnen. Laut EU-Richtlinie sind bis 2022 alle deutschen Haushalte mit intelligenten Stromzählern auszustatten. Andere Länder sind hier grundsätzlich schon etwas weiter. So hat Schweden bereits vollständig auf Smart Meter umgestellt – allerdings auf Geräte mit geringer technischer Intelligenz. Daneben sind Italien und Österreich derzeit ebenfalls mit der konkreten Umrüstung beschäftigt.

In vielen Ländern ist bislang noch offen, welche Anforderungen der Smart Meter hinsichtlich Kommunikation, Steuerung und Visualisierung letztlich im Detail zu erfüllen hat. Dennoch bleibt unstrittig, dass die durch Smart Grid und Smart Meter erreichbare Verknüpfung von Daten- und Energienetz den Komplexitätsgrad des Geschäftsmodells der Energieversorger enorm anhebt. Schließlich gilt es in nahezu Echtzeit auf der Ebene der Haushalte die einzelnen Verbrä-

Noch mehrheitlich ohne High-Speed

DSL-Anschlüsse nach Downstream-Bandbreite, %

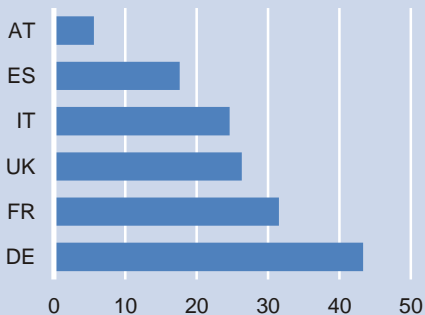


Quelle: VATM, DIALOG CONSULT, 2010

6

Breitbandausbau als Großprojekt

Geschätzter Investitionsbedarf des Breitbandausbaus, Mrd. EUR

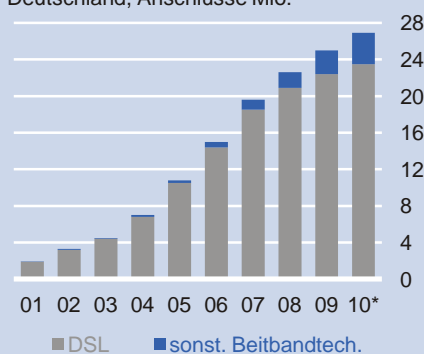


Quelle: EIB, 2011

7

Deutschland ist DSL-Land

Deutschland, Anschlüsse Mio.



* Schätzung

Quellen: BNetzA, DB Research, 2010

8

che samt dezentraler Energieeinspeisungen zu erfassen und diese Daten bewertet mit dem aktuellen variablen Tarif auch sogleich darzustellen.

Fortschritt baut auf leistungsfähiges Kommunikationsnetz

Der Fortschritt beim Smart Metering braucht ein Kommunikationsnetz, das hinreichend leistungsfähig ist, um die auf Haushaltsebene erhobenen Verbrauchsdaten, aktuelle Preisinformationen und Steuerungssignale in nahezu Echtzeit auszutauschen.

Damit sind leistungsfähige IT-Anwendungen und Netzintelligenz notwendig, die die anfallende enorme Datenmenge auch rechtzeitig verarbeiten und zugeschnittene Reaktionen einleiten. Griffig sprechen hier einige Marketiers auch vom „Internet der Energie“. Dieses „Internet der Energie“ fasst die komplexen Informationsprozesse vom Energieproduzent bis hin zum Endverbraucher über alle Branchengrenzen hinweg in einem Gesamtsystem zusammen. Relativierend sollte hier allerdings bereits eingeschoben werden, dass Smart Grid auch künftig das moderne Glasfasernetz in der Telekommunikation zu einem kleinen Teil auslasten und damit nicht zum Haupttreiber des ebenfalls kostspieligen Netzausbaus in der Telekommunikation erwachsen wird. In ihren – sicherlich konservativen – Schätzungen taxiert die Europäische Investitionsbank den Investitionsbedarf für die Breitbandinfrastruktur in der EU insgesamt auf mehr als EUR 220 Mrd. Knapp 60% dieser Summe entfallen auf Deutschland, Frankreich, Großbritannien und Italien (s. Grafiken).

Auch Mineralölbranche hat einen Fuß in der Tür

Mit Smart Grid und Smart Metering eröffnen sich neue Geschäftsmodelle und darüber auch neue Wettbewerbsbeziehungen und Kooperationsmöglichkeiten zwischen ehemals voneinander getrennten Branchen – insbesondere Elektrizitätswirtschaft, IT, Kommunikation sowie Mineralölwirtschaft.

So könnte die Mineralölbranche beispielsweise unmittelbar über die Elektromobilität an die Verbraucher im Energiemarkt herankommen, indem sie das Angebot der Tankstellen künftig um „Stromzapfsäulen“ erweitert. Das Mineralölunternehmen könnte in diesem Szenario also als Händler von elektrischer Energie auftreten. Anzuraten ist, dem Endverbraucher die Versorgung mit Energie für Fahrzeug, Haushalt oder Gewerbefläche im Paket zu einem attraktiven Preis anzubieten.

Telekommunikationsunternehmen steht Tür weit offen

Für Telekommunikationsunternehmen eröffnet sich mit Smart Grid und Smart Metering ebenfalls die Chance, das Geschäftsmodell nun auch auf den lukrativen Energiebereich auszuweiten. So dockt das mit der Migration hin zum Smart Meter verbundene Geschäftsmodell deutlich näher am Geschäftsmodell der Telekommunikationsunternehmen als am Geschäftsmodell althergebrachter Energieversorger an. Hier geht es nun verstärkt um den Umgang mit großen Kundendatensätzen und den bi-direktionalen Informationsaustausch. Demnach hoffen die Telekommunikationsunternehmen darauf, über Angebote aus dem Bereich Hausautomation, Datenaustausch und Informationsaufbereitung hinaus auch mit Paketangeboten zu reüssieren, die die Energiebelieferung der Endkunden mit abdecken.



Dicke Kellerwände, schlechte Anbindung

Exkurs: Hochvolt-Chip könnte neue Impulse bringen

Hinsichtlich der technisch und wirtschaftlich praktikablen Steuerungsmöglichkeiten auf Haushaltsebene sind neben Inhouse-Powerline sicherlich auch die Hochvolt-Chips interessant. Angedacht ist dabei, dass die Hersteller von Haushaltsgeräten diese Hochvolt-Chips gleich in jedes ihrer Produkte integrieren. Der Hochvolt-Chip soll sich dann beim Anschluss an das Stromnetz automatisch an einem zentralen Steuerungs-Server anmelden und dabei die Geräteeigenschaften des zu steuernden Geräts (z.B. Kühlschrank, Waschmaschine, Beleuchtung) übermitteln. Ohne teure Neuinstallation und Konfiguration soll somit allein durch den Anschluss des Endgeräts an die Steckdose bereits eine sinnvolle Steuerung des Verbrauchs der Endgeräte auf Haushaltsebene möglich werden. Die Technologie der Hochvolt-Chips birgt damit ein attraktives Potenzial, um sich als Bindeglied auf der letzten Strecke zwischen einem zentralen Steuerelement und dem einzelnen Endgerät im Haushalt zu etablieren. Sollten sich allerdings die Hochvolt-Chips tatsächlich im Massenmarkt durchsetzen, müssen die bislang angedachten Konzepte des Smart Metering auf Haushaltsebene wieder überdacht werden.

Smart Meter-Technik: Die Tücken liegen im Detail

Obgleich der Ausbau des breitbandigen Fest- und Mobilfunknetzes voranschreitet,³ stellen insbesondere die baulichen Vorgaben in Privathäusern und -wohnungen sowie die erforderlichen Modem-Betriebszeiten praktische Hürden für den Fortschritt beim Smart Metering dar. Dabei ist hinsichtlich baulicher Vorgaben bei Wohnimmobilien insbesondere relevant, dass die Stromzähler üblicherweise im Keller installiert sind. Hier sind die Smart Meter-Modems aber zumeist vom Anschluss an das Kommunikationsfestnetz weit entfernt. Darüber hinaus können sie wegen oft dicker Kellerwände und -decken über den breitbandigen Mobilfunk auch nur unzureichend in den Datenfluss integriert werden.

Für die Frage nach dem Anschluss des Zählers an die Datenleitung könnte Inhouse-Powerline eine interessante Alternative darstellen. Bei Inhouse-Powerline werden die Daten innerhalb des Wohnhauses über die Stromleitung transportiert. Somit können überall, wo Strom fließt, auch Informationen in das Datennetz eingespeist werden – und damit auch einfach über Monitore im Wohnbereich visualisiert werden.

Es gibt freilich auch Kritik. So wird ins Feld geführt, dass die über Smart Metering und hierbei vor allem die Nutzung zeitlich gestaffelter Tarife möglichen monetären Einsparungen für den Haushalt nur unzureichende Anreize für die notwendigen Investitionen und Verhaltensänderungen böten. Das avisierte Sparpotenzial liegt nämlich Schätzungen zufolge bei lediglich 3% bezogen auf die durchschnittlichen jährlichen Stromkosten von rund EUR 800. Insofern wird von den Anwendern eine hohe intrinsische Begeisterung abverlangt.

Darüber hinaus erwächst eine weitere ökonomische Hürde aus den Betriebszeiten des Modems, das als Schnittstelle zwischen Zähler und Datenleitung fungiert. Das Modem müsste dauerhaft in Betrieb sein, damit die mit dem Verbrauch zusammenhängenden Informationen ausgetauscht werden können. Allerdings verbrauchen heutige DSL-Modems bis zu 25 Watt pro Stunde; was sich im Dauerbetrieb auf bis zu 220 kW jährlich summieren könnte – also dem Doppelten des Verbrauches eines modernen energieeffizienten Kühlschranks. Bei diesen Vorgaben wäre damit bereits wegen des zusätzlichen Energieverbrauchs des Modems die Wirtschaftlichkeit von Smart Metering äußerst fraglich.

Bei den geschilderten Herausforderungen hinsichtlich baulicher Vorgaben und Modem-Betriebszeiten ist für die Datenübertragung keine Standardlösung absehbar. Derzeit geht es stattdessen darum, aus der Fülle technischer Möglichkeiten die für den Einzelfall beste individuelle Lösung umzusetzen.

Enorme Investitionsanstrengungen notwendig

Die Migration hin zu Smart Grid und Smart Metering erfordert enorme Investitionsanstrengungen. So schätzt die Deutsche Energieagentur dena, dass im deutschen Stromnetz bis 2020 allein 3.600 km Leitungen zu installieren seien.⁴ Laut EU-Energie-Kommissar sind in Europa 45.000 km zu modernisieren bzw. bauen.

Das sich ableitende Investitionsvolumen in Europa dürfte sich nach Berechnungen der EU-Kommission auf insgesamt EUR 400 Mrd.

³ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2009). Finanzierung – wichtiger Bestandteil eines erfolgreichen Breitbandausbaus. In: Vierter Nationaler IT-Gipfel. Breitband der Zukunft. Beiträge zur Umsetzung der Strategie der Bundesregierung; Arbeitsgruppe 2: Konvergenz der Medien. Berlin.

⁴ Vgl. dena (2011). Netzstudie II. Berlin.

summieren. Diese Summe könnte sich nochmals um bis zum Faktor 5 erhöhen, falls dieses Großprojekt – auch wegen Bürgerprotesten – mit den im Vergleich zur Freileitung wesentlich teureren Alternativen (z.B. Erdkabel) realisiert werden sollte.

Entwicklung gefördert

Für Großbritannien schätzt das britische Department of Energy and Climate Change (DECC), dass die bis 2020 geforderte Aufrüstung der 47 Mio. Smart Meter knapp EUR 10 Mrd. kosten wird (also ca. EUR 350 pro Haushalt). Dabei will die britische Regierung die Entwicklung der intelligenten Zähler mit EUR 6,5 Mrd. und die des Smart Grid mit EUR 550 Mio. fördern.

USA auf dem Weg hin zu einem modernen Netz

Für die USA schätzt das unabhängige Electric Power Research Institute den Investitionsbedarf für den Smart Grid-Aufbau bei EUR 140 Mrd. Die Ablösung des heute oft maroden Energienetzes durch ein modernes zuverlässiges Netz will die US-Regierung mit knapp EUR 3 Mrd. fördern.

Neben rechtlichen Vorgaben braucht es weitere Treiber

Smart Meter-Ausbau im Dilemma

Die Verbreitung von Smart Grid und Smart Metering wird insbesondere durch die rechtlichen Anforderungen – die auch als indirekte Besteuerung der Eigentümer interpretiert werden kann – getrieben. Allerdings sind diese Anforderungen an den Ausbau bereits explizit auf das technisch und wirtschaftlich Machbare beschränkt und lassen dem potenziellen Investor damit auch eine Hintertür offen. Daher braucht es neben den rechtlichen Vorgaben weitere Treiber, damit der Smart Meter-Ausbau auch tatsächlich schnell voran kommt.

Kerngeschäft der Energieversorger betroffen

Kritisch wäre es, wenn die Energieversorger, auf die es hier nicht nur als Investor, sondern auch als Energieberater ihrer Endkunden ankommt, die neue Technologie lediglich als aufoktroierte Verpflichtung einschätzten. Oberflächlich könnte dies vermutet werden, da Smart Meter im Vergleich zum althergebrachten Zähler mehr kosten, die Wartungszyklen kürzer sind und das beim Endverbraucher eröffnete Sparpotenzial den Energieabsatz senkt – das ursprüngliche Kerngeschäft der Energieversorger damit also negativ beeinflusst. Das Beratungsunternehmen A. T. Kearney schätzt, dass mit Smart Metering der Stromverbrauch deutscher Haushalte um 13 Tera-Wattstunden (TWh) und damit der Umsatz um EUR 2,8 Mrd. zurückgehen könnte.⁵ Tatsächlich bietet die neue Technik den Versorgern allerdings die Chance, sich als kompetenter Energieberater und moderner Energiedienstleister zu profilieren. Die Praxis in Deutschland zeigt, dass selbst große, überregionale Stromversorger längst interessante Angebote rund um die neuen Energietechnologien schalten und ihr Image nachhaltig verbessern.

Vermieter-Mieter-Dilemma bremst Vorankommen

Verbraucher mit ins Boot holen!

Neben diesen großen Aufgaben auf technischer und unternehmerischer Seite können die mit Smart Grid beziehungsweise Smart Metering avisierten Ziele nur dann erreicht werden, wenn die Immobilieneigentümer und die Endverbraucher in ihrer individuellen Situation für das Thema gewonnen werden. Es muss darum gehen, die die erforderlichen hausinternen Investitionen (moderne ansprechend gestaltete Verbrauchsanzeige, intelligente Steckdosen) zu forcieren und auch die Umsetzung tatsächlich zu kontrollieren. Weil diese beiden Gruppen keineswegs deckungsgleich sind, geraten die Parteien in ein Vermieter-Mieter-Dilemma. Dabei profitiert der Mieter

⁵ Vgl. A. T. Kearney (2008). Smart Metering: Missing Link für den Umbau der Energiewirtschaft? Düsseldorf.



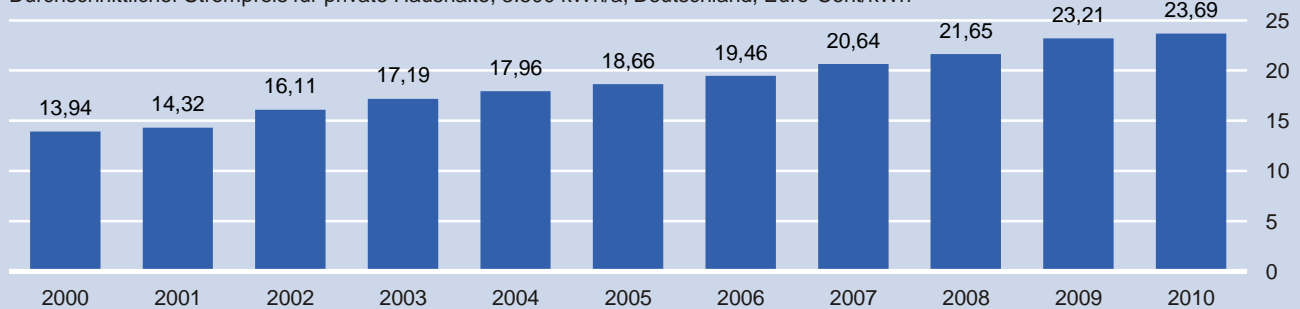
von den durch das intelligente Energiemanagement eingesparten Energiekosten. Dagegen muss der Immobilieneigentümer die Investition finanzieren, kann diese zwar steuerlich geltend machen, aber zumeist nicht vollständig auf den von der Investition eigentlich profitierenden Mieter überwälzen. Die in Deutschland angedachte Mietrechtsreform zur energetischen Sanierung sieht vor, dass die Vermieter in der Bauphase drei Monate lang nicht mehr mit Mietminderungen belastet werden können.

Es braucht Aufklärung

Über dieses grundsätzliche Vermieter-Mieter-Dilemma der energetischen Immobiliensanierung⁶ hinaus kommt es darauf an, die Verbraucher überhaupt bezüglich der persönlichen Vorteile der neuen Technologie aufzuklären und für eine Verhaltensanpassung zu motivieren. Bislang sind die Verbraucher hinsichtlich Smart Grid und Smart Metering noch unaufgeklärt und zurückhaltend. Dementsprechend gaben bei einer Accenture-Umfrage 2010 lediglich 31% der deutschen Verbraucher an, grundsätzlich darüber informiert zu sein, dass sich mit den einzuführenden zeitvariablen Stromtarifen und einem darauf abgestimmten Nutzerverhalten ihre Kosten senken ließen – etwa über den Betrieb energieintensiver Endgeräte während verbrauchsarmer kostengünstiger Tageszeiten.

Strom wird immer teurer

Durchschnittlicher Strompreis für private Haushalte, 3.500 kWh/a, Deutschland, Euro-Cent/kWh

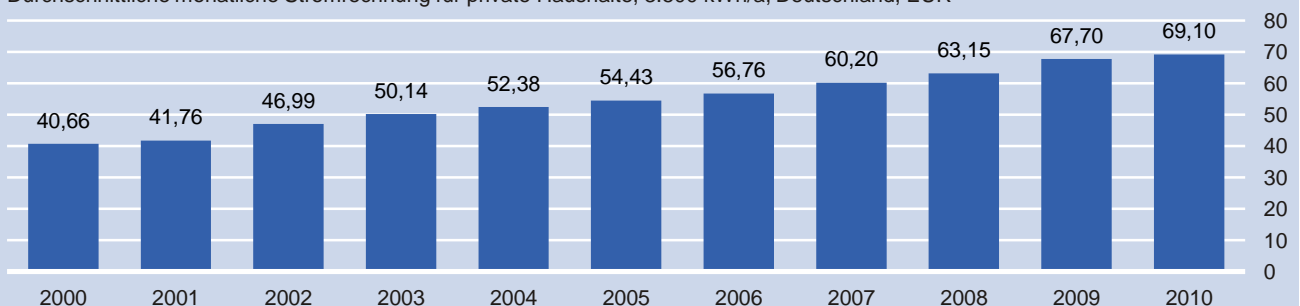


Quelle: BDEW, Stand 8/2010

9

Haushalte müssen immer mehr für Strom zahlen

Durchschnittliche monatliche Stromrechnung für private Haushalte, 3.500 kWh/a, Deutschland, EUR



Quelle: BDEW, Stand 8/2010

10

Daneben zeigen sich die Verbraucher gegenüber einem zeitabhängigen Preissystem reserviert. So lehnen 88% der Befragten solche Stromtarife ab, weil sie dies als Eingriff in ihre Entscheidungsfreiheit betrachten. Dabei fürchten 30% der Befragten, dass zeitabhängige Tarife die eigene Lebensqualität verringerten, 44% der Befragten haben datenschutzrechtliche Vorbehalte hinsichtlich der Offenba-

⁶ Vgl. Rakau, Oliver (2011). Energetisches Sanieren ist oft wirtschaftlich, aber... Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. Frankfurt a.M.

zung individueller Verbrauchsprofile und deren Nutzung über den vorrangigen Erhebungszweck hinaus. 44% der Befragten fürchtet gar, dass die zeitvariablen Tarife unmittelbar zu höheren Energiekosten führen werden. Möglicherweise rührt diese negative Erwartungshaltung aus der Erfahrung der letzten Jahre (s. Grafiken 9 und 10).

Mit leistungsfähigen Datenschutzvorgaben das Vertrauen gewinnen

Privatsphäre als Schlüsselkriterium für Kundenakzeptanz

Mit Smart Grid wird die Menge der anfallenden personenbezogenen Daten selbst bei größter Zurückhaltung stark steigen. Dies gilt nochmal mehr, falls das Konzept des intelligenten Messens, Steuerns und Speicherns auf Haushaltsebene ebenfalls auf den Verbrauch von Wasser, Gas und die Elektromobilität ausgeweitet würde. Angesichts der stark dezentralen Struktur der künftigen Energieversorgung und der großen Zahl der Akteure braucht es die passende Technologie, Architektur und Organisation, die Sicherheit und Vertraulichkeit der personenbezogenen Daten gewährleisten – dies gilt umso mehr als diese personenbezogenen Daten in ihrer Vollständigkeit einiges über die individuellen Lebensgewohnheiten verraten. Die Frage nach dem Eingriff in die Privatsphäre wird somit für die Kundenakzeptanz intelligenter Stromzähler und moderner Versorgungsnetze zu einem Schlüsselkriterium. Diesen Aspekt nimmt beispielsweise die EU-Initiative des „Privacy by Design“ auf. Dabei geht es darum, zwischen dem Bürgerrecht auf informationelle Selbstbestimmung und dem gesellschaftlich notwendigen Klimaschutz einen tragenden Ausgleich zu schaffen.

Verantwortungsvoll mit Daten umgehen

Demnach geht es in der Praxis darum, Messungen und Datenübermittlungen für den Kunden möglichst transparent zu halten. So sollte dem Kunden das Procedere bei der Datenerhebung und Datenverarbeitung vermittelt werden. Dabei könnten personenbezogene Daten überall wo dies möglich ist, (pseudo-) anonymisiert⁷ werden. Darüber hinaus wären ein klar geregeltes Auskunftsrecht zur Datenverwendung, Fristen zur Löschung erhobener personenbezogener Daten und ein darauf aufbauendes datenschutzrechtliches Audit-Verfahren für die Anwender notwendige Schritte in Richtung Vertrauensförderung.

Fazit: An intelligentem Energie-Management führt kein Weg vorbei

Ohne politische Anreize kein schneller Markterfolg der Smart Grids

Die beschleunigte Integration erneuerbarer Energien in die Elektrizitätsversorgung setzt eine leistungsfähige Netzinfrastruktur voraus. Insofern verfolgt das Energiekonzept der Bundesregierung den richtigen Ansatz. Während aber die Etablierung eines europäischen Supernetzes eine gewisse Eigendynamik entfalten dürfte, setzt der Markterfolg der Smart Grids stärkere politische Anreize voraus. So müssen die Energieversorger große Summen investieren, damit darüber der Endkunde seinen Energieverbrauch spürbar senken und alternative Anbieter erneuerbare Energien einspeisen können.

Enorme Investitionen erforderlich

Die Migration hin zu Smart Grid und Smart Metering erfordert enorme Investitionsanstrengungen. So dürften in Europa 45.000 km

⁷ *Anonymisieren*: Personenbezogene Daten sind so verändert, dass sie nicht mehr oder nur mit einem unverhältnismäßig großen Aufwand einer bestimmten Person zuzuordnen sind.

Pseudo-Anonymisieren: Zeichen ersetzen personenbezogene Identifikationsmerkmale. Diese sollen es wesentlich erschweren, dass die Betroffenen zurückverfolgt werden.



Stromleitungen zu modernisieren bzw. neu zu verlegen sein. Das sich ableitende Investitionsvolumen in Europa dürfte sich demnach allein für das Verteilernetz auf insgesamt EUR 400 Mrd. summieren. Diese erforderlichen Investitionen sind zugebenermaßen enorm.

Vermieter-Mieter-Dilemma als Hürde

Neben diesen großen Aufgaben auf technischer und unternehmerischer Seite können die mit Smart Grid beziehungsweise Smart Metering avisierten Ressourceneinsparungen nur dann erreicht werden, wenn die Immobilieneigentümer und die Endverbraucher in ihrer individuellen Situation für das Thema gewonnen werden. Eine entscheidende Herausforderung resultiert daraus, dass diese beiden Gruppen keineswegs deckungsgleich sind und daher aufgrund ihrer unterschiedlichen Interessen ein Vermieter-Mieter-Dilemma besteht.

Hohe intrinsische Motivation abverlangt

Die durchaus nachvollziehbare Fundamentalkritik betont, dass die über Smart Metering und hierbei vor allem die Nutzung zeitlich gestaffelter Tarife möglichen monetären Einsparungen für den jeweiligen Haushalt nur geringe Anreize für die notwendigen Investitionen und Verhaltensänderungen böten. Das avisierte Sparpotenzial liegt nämlich Schätzungen zufolge bei lediglich 3% bezogen auf die durchschnittlichen jährlichen Stromkosten von rund EUR 800. Insofern wird den Anwendern eine hohe intrinsische Begeisterung abverlangt.

Förderung notwendig

Ohne stärkere politische Förderung – sei es durch direkte Investitionssubventionen oder durch rechtliche Gebote, die auch als indirekte Besteuerung der betroffenen Immobilieneigentümer interpretiert werden können – dürfte das Thema Smart Grid hinter den Erwartungen zurück bleiben. Gerade die derzeit propagierte Energiewende bietet der Regierung die Chance, das Thema intelligente Netze und Netzausbau stärker voranzutreiben.

Josef Auer (+49 69 910-31878, josef.auer@db.com)

Stefan Heng (+49 69 910-31774, stefan.heng@db.com)

Kapitalmärkte belohnen F&E, Nr. 83	27. April 2011
Internationale Arbeitsteilung in F&E: Forschung folgt Fertigung, Nr. 82	8. Dezember 2010
Green IT: Mehr als eine Modeerscheinung! Nr. 81	18. November 2010
Innovationskraft nach der Krise: Deutsche Unternehmen setzen auf F&E, Nr. 80	20. September 2010
Mehrheit der Bankkunden recherchiert online: Ergebnisse einer Clickstream-Analyse, Nr. 79	1. September 2010
Enterprise 2.0: Wie Unternehmen das Web 2.0 für sich nutzen, Nr. 78	19. Juli 2010
Breitbandinfrastruktur: Auf ordnungspolitischen Rahmen, Markttransparenz und Risikopartnerschaften kommt es an, Nr. 77	7. April 2010
E-Invoicing: Krönung einer effizienten Rechnungsbearbeitung, Nr. 76.....	19. Februar 2010

Unsere Publikationen finden Sie kostenfrei auf unserer Internetseite www.dbresearch.de
Dort können Sie sich auch als regelmäßiger Empfänger unserer Publikationen per E-Mail eintragen.

Für die Print-Version wenden Sie sich bitte an:

Deutsche Bank Research
Marketing
60262 Frankfurt am Main
Fax: +49 69 910-31877
E-Mail: marketing.dbr@db.com

© Copyright 2011. Deutsche Bank AG, DB Research, D-60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht verfügt. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die in Bezug auf Anlagegeschäfte im Vereinigten Königreich der Aufsicht der Financial Services Authority unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Limited, Tokyo Branch, genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: Druckerei Otto Lembeck GmbH & Co. KG, Frankfurt